

Результаты ОПИ по технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в РУП «ПО «Белоруснефть»

The Results of Pilot Testing of Technology of Deeply-Penetrating Radial Filtration Channels Creation in RUP PO Belarusneft

Н.А. ДЕМЯНЕНКО, ведущий научный сотрудник отдела развития инновационных технологий, к. т. н.; **С.Д. КЛОЧКОВ**, заведующий отделом развития инновационных технологий; **М.И. ГАЛАЙ**, ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий; **Д.Л. ТРЕТЬЯКОВ**, ведущий инженер-конструктор отдела развития инновационных технологий; **С.С. СЕМЕНКОВ**, инженер-технолог 1 категории отдела развития инновационных технологий; БелНИПИнефть

N. DEMYANENKO, Ph.D., leading research associate in innovative technologies development department, **S. KLOCHKOV**, chief manager in innovative technologies development department, **M. GALAY**, leading application engineer in innovative technologies development department, **D. TRETJAKOV**, leading construction engineer in innovative technologies development department; **V. SEMENKOV**, leading application engineer (1st category) in innovative technologies development department. BelNIPIneft

На текущий момент большинство открытых нефтяных и газовых месторождений как РУП «ПО «Белоруснефть», так и многих нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации и других стран, обеспечивающих основную добычу углеводородного сырья, вступили в последнюю стадию разработки. Для этой стадии характерна высокая степень обводненности добываемой продукции, низкая рентабельность работы добывающего фонда скважин и всей системы сбора и подготовки нефти. Степень выработки запасов достигает 70–90% и более. В то же время, несмотря на значительную выработку, еще достаточно большие объемы извлекаемых запасов углеводородов находятся в разрабатываемых залежах. Для активизации выработки этих запасов нефтегазодобывающие компании внедряют различные дорогостоящие технологии. При этом в ряде случаев в условиях пластов весьма неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам как по площади, так и по разрезу, для получения положительного результата в виде увеличения дебита скважин по нефти требуется адресное воздействие на конкретные зоны или слабо выработанные интервалы залежей. С этой целью нами разработаны оборудование и технология, позволяющие создавать в пределах низкопроницаемых, слабо выработанных и слабо дренируемых разностей пород-коллекторов на разных уровнях систему (сеть) глубокопроникающих каналов фильтрации. Фактически происходит формирование системы сбора пластового флюида в низкопроницаемых разностях пород-коллекторов. Радиально выполненные, по отношению к стволу скважины глубокопроникающие каналы фильтрации

At present time most of the explored oil and gas fields in RUP PO Belarusneft's and other Russian oil and gas producing companies are at the closing stage of development. This stage is characterized by high watercut of the produced fluid and low profitability of operation of production wells and facilities for oil and gas gathering and processing. Even though reserves depletion factor reaches a significant value (up to 70–90% and more), deposits under development still contain large volumes of hydrocarbon recoverable reserves. In order to recover these reserves companies introduce a lot of high-cost technologies. In some cases, when layers exhibit heterogeneous behavior (non-uniform distribution of the reservoir properties) in order to enhance well productivity it is necessary to perform treatment of specific zones and intervals with low drainage volume. For this purpose we developed equipment and technology that enables creation of deeply-penetrating filtration channels system in low-permeable and poorly drained reservoir rocks at different levels. In fact, this technology provides reservoir fluid withdrawal system in low-permeable rocks. Radial-type deeply-penetrating channels enable multifold increase in fluid filtration area.

This technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies. It is designed for:

- Enhancement of connectivity between the well and low-permeable zones and producing interlayers.
- Extension of well drainage radius
- Providing communication between borehole and poorly depleted remote formation zones.

The first and only company that owns the rights for this technology is Radial Drilling Services (RDS, USA). The results of application of radial drilling technology over the world (including Russia) showed two-fold

позволяют многократно увеличить площадь фильтрации пластовых флюидов к стволу скважины.

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки и направлена на:

- улучшение гидродинамической связи скважины с низкопроницаемыми зонами и пропластками продуктивного пласта;
- увеличение приведенного радиуса скважины;
- получение связи ствола скважины с удаленными, слабо выработанными зонами пласта.

Пионером и единственной компанией, на сегодняшний день владеющей правами на

подобную технологию, является компания Radial Drilling Services (RDS, США). Результаты применения технологии

Технология является альтернативой технологии ГРП и бурения боковых стволов со сверхкороткими радиусами зарезки.

This technology is an alternative to hydraulic fracturing and short-radius sidetracking technologies.

радиального вскрытия пласта в мире (в том числе и на территории РФ) показывали среднее увеличение дебита скважин в 2 раза при успешности работ около 75%.

В 2008 году РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» заключило договор с компанией RDS на выполнение работ на 5 скважинах на месторождениях Республики Беларусь. Результаты проведенных работ получились неоднозначными. С одной стороны, проведенные работы подтвердили возможность получения в коллекторе протяженного канала фильтрации. При этом улучшения в динамике работы скважин и прироста дебита добываемой продукции зафиксировано не было.

Основной причиной низкой эффективности работ, на наш взгляд, были ограничения по максимальной глубине скважин (до 2000 м) и группе прочности материала эксплуатационной колонны (группа прочности Д), при которых возможно проведение работ по технологии компании RDS. На месторождениях РУП «ПО «Белоруснефть» продуктивные пласты залегают на глубинах более 2000 м, а скважины оснащены эксплуатационными колоннами из металла группы прочности Р и выше. Поэтому для опробования технологии с большим трудом подобрали 5 скважин, причем не лучших с точки зрения получения эффекта.

В процессе опробования технологии компании RDS нами были выявлены следующие ее недостатки:

- мощность применяемого ВЗД ограничена пропускной способностью гибкой трубы;
- отсутствует жесткая фиксация положения инструмента при сверлении отверстия в эксплуатационной колонне;

increase in well rate, 75% of all operations were performed successfully.

In 2008 RUP PO Belarusneft signed a contract with RDS company for performing operations in 5 wells at the oilfields in the Republic of Belarus. Performed operations showed ambiguous results. On the one hand, these operations proved technical feasibility of long filtration channel creation. On the other hand, no improvement of well operation and no increase in well rate were registered.

We suppose that the main reason for low efficiency of these operations was the following limitations of RDS company technology: maximum depth (up to 2000 m) and steel grade (N-80, Russian «D»). At the oilfields of RUP PO Belarusneft oil and gas bearing formations depth is more than 2000 m, wells are

equipped with casing strings with steel grade «R» and higher. That's why it was quite hard task to select 5 wells even though these wells were not best suitable for obtaining good results.

During test-run of RDS company technology the following disadvantages were identified:

- Downhole drilling motor capacity is limited by the maximum pumping flow rate of coiled tubing
- Inability to provide stable positioning of the tool when making holes in casing string.
- The process of making holes in casing is not controlled at the surface.
- Two and more CT tripping operations needed for creating one filtration channel.
- Inability to control different stages of operation and orienting channel direction.
- Created filtration channel is not cleaned from process fluid and washing products.

According to experimental results, it is not possible to perform jetting under the conditions of the oil and gas fields in Belarus. Fundamental changes in technology and equipment are required.

New equipment assembly was developed for successful implementation of this technology. This equipment enables creation of long filtration channels in wells with the following parameters: casing string steel grade: R110 and higher, casing diameter: 139,7 mm, depth: up to 4000 m. Moreover, during development process, strong requirement for equipment and technology was technical feasibility to manage the process of making holes in casing and to confirm creation of these holes at the surface.

Procedure of equipment assembly operation for creation of deeply-penetrating filtration channels is described below:

- Milling assembly is lowered into the well on tubing to required depth and is fixed with two-sides mechanical anchor.
- Logging for determination of azimuthal angle of milling bit.
- Milling bit is oriented to required azimuthal angle to initiate the first hole.
- Milling of the first casing hole with recording of

- процесс сверления отверстия в обсадной колонне не контролируется на устье скважины;
- необходимы две и более спуско-подъемные операции гибкой трубы для получения одного фильтрационного канала;
- отсутствуют средства контроля за этапами выполнения работ и ориентацией направления канала в пространстве;
- не производится очистка созданного канала фильтрации от заполняющей его рабочей жидкости и продуктов размыва.

Анализ полученных результатов показал, что реализация гидромониторного размыва породы в условиях месторождений РБ невозможна без коренного изменения технологии и оборудования для ее обеспечения.

Для успешной реализации технологии гидромониторного размыва был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и выше с диаметром колонн 139,7 мм, на глубинах до 4000 м. Кроме того, при разработке оборудования обязательным требованием к нему и технологии являлась возможность управления процессом сверления эксплуатационной колонны и получение инструментального подтверждения на устье факта получения отверстий в эксплуатационной колонне.

Схема работы комплекса оборудования для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации следующая:

- в скважину на колонне свинчиваемых труб на заданную глубину спускается сверлящая компоновка и фиксируется с помощью двухстороннего механического якоря;
- выполняются геофизические работы по определению азимутального положения сверла;
- производится установка сверла в заданное азимутальное направление для сверления первого отверстия;
- выполняется сверление первого отверстия в эксплуатационной колонне с регистрацией параметров сверления (отображаются на мониторе компьютера в виде графика);
- выполняется отвод сверла в исходное положение;
- производится поворот сверла на заданный угол и сверление последующих отверстий;
- после сверления необходимого количества отверстий производится совмещение отклоняющего башмака с первым просверленным отверстием;
- в колонну НКТ спускается закрепленный на ГНКТ рукав высокого давления с гидромониторной насадкой, которая входит в отверстие, просверленное в стенке обсадной колонны.
- насосом с устья скважины к гидромониторной насадке подается под давлением рабочая жидкость и производится формирование

- drilling parameters (plot is displayed on a PC screen).
 - Rotating milling tool to initial position.
 - Rotating milling tool through required angle and milling of the next holes.
 - After milling of the required number of casing holes deflector shoe is oriented against the first hole.
 - CT-conveyed high-pressure hose with jet nozzle is lowered into the tubing, then through the casing hole.
 - Process fluid is pumped with surface pump through to jet nozzle thus creating filtration channel (jetting direction is not controlled).
 - Jet nozzle is pulled out of created channel to deflector shoe.
 - Deflector shoe is rotated to the next hole.
 - Jetting of the next channels.
 - As may be required, after creation of system of several long filtration channels (from 1-2 up to 8) in one plane, assembly with CT and anchor is moved within productive formation and is set at another required depth (another level) for creation of filtration channels system at the 2nd level.
- Milling of holes in casing string, rotation and movement of bottomhole assembly are controlled by an operator at the surface. Communication with bottomhole assembly is established through the wireline that is lowered in annulus.

Bottomhole assembly control unit enables:

1. Acquisition and recording in real-time mode of the following parameters:
 - Temperature in electronics module zone;
 - Milling depth;
 - Electric current needed for motor drive to move and rotate milling tool.
 2. Controlling from the surface of the following processes:
 - Milling tool movement;
 - Maximum accepted weight applied to the milling tool;
 - Milling direction;
 - Turning on/off motor drives for milling tool movement and rotation.
- Equipment developed for deeply-penetrating filtration channels creation consists of:
- Jet drilling unit;

Был разработан комплекс оборудования, который позволяет создавать протяженные каналы фильтрации в скважинах с эксплуатационной колонной из стали группы прочности Р110 и выше с диаметром колонн 139,7 мм, на глубинах до 4000 м.

New equipment assembly was developed for successful implementation of this technology. This equipment enables creation of long filtration channels in wells with the following parameters: casing string steel grade: R110 and higher, casing diameter: 139,7 mm, depth: up to 4000 m.

- канала фильтрации (направление размыва нерегулируемое);
- насадка выводится из созданного канала в башмак;
- производится поворот башмака к следующему просверленному отверстию;
- выполняется размыв последующих каналов;
- при необходимости после формирования системы из нескольких протяженных каналов фильтрации (от 1–2 до 8) в одной плоскости вся компоновка с колонной НКТ и якорем перемещается внутри обсадной колонны в пределах продуктивного пласта и устанавливается на другой заданной глубине (другом уровне) для формирования второго уровня сети каналов фильтрации.

Сверление отверстий в эксплуатационной колонне, а также поворот и перемещение компоновки управляется оператором с устья скважины. Связь с внутрискважинной компоновкой осуществляется посредством геофизического кабеля, спускаемого снаружи колонны свинчиваемых труб.

Блок управления внутрискважинной компоновкой позволяет:

1. Регистрировать в режиме реального времени и записывать на жесткий диск:
 - температуру в зоне блока электроники;
 - глубину сверления колонны;
 - ток, потребляемый двигателем привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.
2. Управлять с рабочего места оператора процессом:
 - подвода/отвода сверла.
 - допустимой нагрузкой на сверло.
 - направлением сверления.
 - включения/выключения двигателей привода сверла, перемещения сверла, поворота компоновки.

Разработанный комплекс для создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации состоит из:

- установки для струйного вскрытия пласта СВПП;
- комплекта внутрискважинного оборудования;
- желоба направляющего;
- комплекта противовыбросового оборудования;
- комплекта ЗИП.

Установка СВПП (рис. 1) предназначена для доставки компоновки гидромониторного размыва к отклоняющему башмаку внутрискважинной компоновки и обеспечения закачки по ГНКТ рабочей жидкости (в т.ч. и кислотных составов).

Внутрискважинная компоновка (рис. 2) спускается на НКТ и предназначена для выполнения отверстия в эксплуатационной колонне и направления гидромониторной насадки в созданное отверстие.

Комплект ПВО (рис. 3) предназначен для герметизации устья скважины в процессе работы установки СВПП, рассчитан на рабочее давление – 35 МПа.

Желоб направляющий (рис. 3) предназначен ►



Рисунок 1 – Установка для струйного вскрытия пласта СВПП

Figure 1 – Jet drilling unit



Рисунок 2 – Внутрискважинная компоновка

Figure 2 – Bottomhole assembly

- Bottomhole assembly;
- Guide arch;
- Pressure control equipment;
- SPTA (spare parts tools and accessories).

Jet drilling unit (fig. 1) is designed for running jetting assembly to deflector shoe and providing pumping of process fluids (including acid solutions) through coiled tubing.

Bottomhole assembly (fig. 2) is run in hole via tubing. It is designed for making holes in casing string and guiding jet nozzle into created hole.

Pressure control equipment is designed for sealing wellhead during jet drilling unit operation. Working pressure – 15 MPa (2170 psi).

Guide arch is designed for guiding coiled tubing from reel into the hole.

Jet assembly consists of CT-conveyed high-pressure hose. Jet nozzle is mounted to the bottom of the hose. In most cases jet nozzles are equipped with four jetting and six reactive holes.

At present time pilot testing of technology of deeply-penetrating radial filtration channels creation was performed in 6 wells. During pilot testing of this technology, there were two main stages performed sequentially:

1. Prove-out of technology and operation modes of milling holes in casing string with bottomhole milling tool.
2. Prove-out of technology and operation modes of deeply-penetrating radial filtration channels creation at different depths of borehole.

The results of prove-out of technology of milling holes in casing string are shown in table 1. The process of milling holes provides all required conditions for high-pressure hose to get through these holes for deeply-penetrating channels creation. As a whole, ►

для направления гибкой трубы к устью скважины.

Компоновка для размыва состоит из рукава высокого давления, закрепляемого на ГНКТ. Низ рукава высокого давления оснащается гидромониторной насадкой. В основном применяются гидромониторные насадки с четырьмя размывающими и шестью реактивными отверстиями.

На данный момент опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации проведены на 6 скважинах. В процессе ОПИ технология отработывалась по двум основным элементам, которые выполняются последовательно:

1. Отработка технологии и технологических режимов сверления отверстий в эксплуатационной колонне с помощью скважинного блока сверления.
2. Отработка технологии и технологических режимов создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации на различных уровнях по стволу скважины.

Результаты отработки технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне приведены в табл. 1. В процессе сверления колонны готовятся условия для прохождения через эти отверстия рукава высокого давления для создания сети глубокопроникающих каналов. В совокупности за период ОПИ сверление отверстий выполнялось в колоннах с группой прочности материала К (скважина № 76 – Вишанская) и Р-110 (остальные скважины). ОПИ выполнялись при температурах в интервалах пластов, которые предстояло вскрывать глубокопроникающими каналами от 45 (скважина № 4 – Чистолужская) до 82 градусов Цельсия (скважина № 80 – Барсуковская). Глубины по стволу скважины, сверления отверстий изменяются от 2515,5 м в скважине № 4 – Чистолужская до 3396 м в скважине № 194 – Ю.-Осташковичская (табл. 1). Толщина стенки эксплуатационных колонн от 10,5 до 11,0 мм. Всего суммарно при выполнении ОПИ в эксплуатационных колоннах было просверлено 59 отверстий. Как показали ОПИ, фактическое время сверления одного отверстия изменяется в широких пределах: от 5 до 480 минут (табл. 1). Только контроль за движением сверла в режиме реального времени, который реализован в разработанном оборудовании и технологии, позволяет иметь информацию о состоянии просверленного отверстия. В период выполнения ОПИ по сверлению отверстий были получены следующие осложнения:

1. Короткое замыкание при попытке поворота к третьему отверстию на глубине 2695 м в скважине № 76 – Вишанская.
2. Заклинивание сверла при отводе его после выполнения последнего отверстия в скважине № 76 – Вишанская на глубине 2683,1 м.
3. Заклинивание узла сверления при повороте

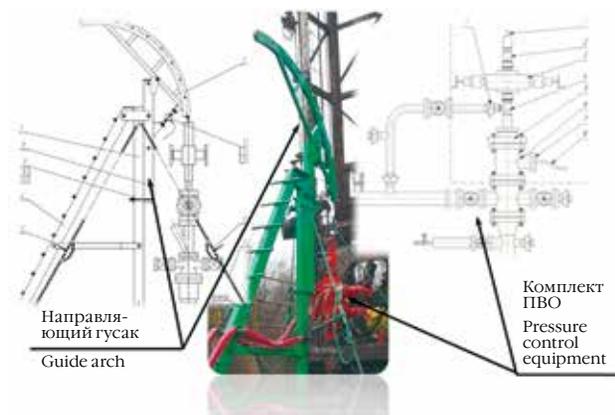


Рисунок 3 – Устьевое оборудование
Figure 3 – Wellhead equipment

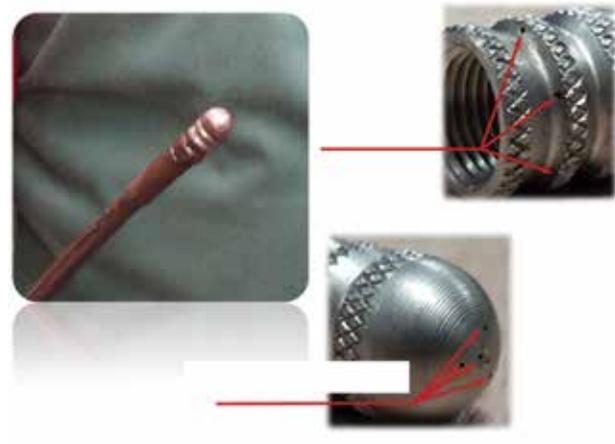


Рисунок 4 – Гидромониторная насадка
Figure 4 – Jet nozzle

throughout pilot testing period hole-milling was performed in casing strings with steel grade K (well № 76 – Vishanskoye) and R-110 (the rest of wells). Pilot testing was performed in required formations intervals at temperatures ranging from 45°C (well № 4 – Chistoluzhskaya) to 82°C (well № 80 – Barsukovskaya) and measured depth of hole-milling ranging from 2515.5 m (well № 4 – Chistoluzhskaya) to 3396 m (well № 194 – Ostashkovichskaya) (table 1). Casing wall thickness - from 10.5 to 11.0 mm. Total number of milled holes during pilot testing is 59. According to pilot testing data, time spent for milling of one hole varies over a wide range from 5 to 480 min (table 1). The only source of information about milled hole conditions is control of milling bit movement in real-time mode as a part of developed equipment and technology. During hole-milling pilot testing there were the following problems:

1. Short circuit when attempting to rotate to the 3rd hole at 2695 m in well № 76 – Vishanskaya.
2. Milling bit stall when returning to initial position after milling of the last hole at 2683.1 m in well № 76 – Vishanskaya.
3. Milling tool stall when rotating to the 3rd hole at 2608 m in well № 147 - Vishanskaya.
4. Partial stalling of milling bit feed drive when attempting to mill the 4th hole at 3296 m in

Таблица 1 – Отработка технологии сверления отверстий в эксплуатационной колонне
Table 1 – Prove-out of technology of milling holes in casing string

№ п.п.	№ скв., месторождения Well №, field	Дата выполнения работ Operation date	Глубина Depth, m	Пластовая т, град. Bottomhole Temperature, °C	дэк., мм D.c.s., mm	Толщина стенки эк., мм Casing well thickness, mm	Группа прочности материала эк Casing steel grade	Параметры сверления отверстий в колонне Parameters of milling holes in casing string				Примечание Comments	
								№ отв./ № of hole	Время сверления, мин. Milling time, min	Выход сверла до начала сверления, мм Milling bit step-over before milling, mm	Выход сверла после окончания сверления, мм Milling bit step-over after milling, mm		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	76 Вишанская 76 Vishanskaya	01.07 – 12.07.2013	2695,5	54	146	11	К	1	70	13,5	30,3	Обрыв рукава высокого давления High pressure hose burst	
								2	50	12	30,3		
								3	40	13,5	30,3		
								4	37	14	30,5		
		12.07 – 17.07.2013	2695					1	33	12,5	30,5	Короткое замыкание в коллекторе при попытке поворота к третьему отверстию Short circuit in reservoir when attempting to rotate to the 3 rd hole	
								2	25	14,5	30,5		
		08.11 – 17.11.2013	2695,1					2684,6	1	60	8,1	24,2	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
									2	70	8,5	25,5	
									3	180	12,7	30,1	
									4	360	11,3	26,6	
		08.01 – 19.01.2014	2683,1					2684,6	1	5	14	29,5	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully
									2	9	8,9	26,7	
									3	18	8,4	24,1	
									4	17	13,5	29,3	
		08.01 – 19.01.2014	2683,1					2683,1	1	30	12,4	27,6	После выполнения последнего отверстия заклинивание сверла при отводе Milling bill stall when returning to initial position after milling of the last hole
									2	31	15,1	30	
3	34			13,5	28,8								
4	35			12,2	25,6								
2	147 Вишанская 147 Vishanskaya	27.01 – 14.02.2014	2608	54	139,7	10,5	P-110	1	40	13,5	30,3	Заклинивание узла сверления при повороте к третьему отверстию Milling tool stall when rotating to the 3 rd hole	
			2					60	12,0	30,3			
			2590					1	30	11	11,7		Отверстие не выполнено No hole initiation
			1					480	11	21,7	Отверстие не выполнено No hole initiation		
3	101 Славянская 101 Slavanskaya	22.02 – 21.03.2014	3566	78	139,7	10,5	P-110	1	60	5,7	21,4	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully	
								2	210	7,4	23		
								3	20	3,3	29,1		
								4	30	8,4	29,4		
4	4 Чистолужская 4 Chistoluzhskaya	24.03 – 08.02.2014	2515,5	45	139,7	10,5	P-110	1	120	14,2	25,6	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully	
								2	130	12,8	25,2		
								3	100	14,3	25,7		
								4	130	19,3	28,1		
5	194 Ю.-Осташковичская 194 U.-Ostashkovichskaya	08.04 – 21.05.2014	3396	75	139,7	10,5	P-110	1	180	8,4	26,4	Сверление выполнено успешно Milling completed successfully	
			3330,7					2	60	8,7	27,7		
								3	60	9,5	28,2		
								4	45	10,2	29,5		
								1	30	13,2	29,8		
			3316,2					2	25	13,5	30		
								3	45	14,5	30		
								4	25	12,4	30		
								1	30	9,8	30		
			3313					2	35	11,4	30		
								3	35	12,7	30		
								4	35	13,8	30		
								1	30	12,1	30		
			2					30	13,9	30			
			3					20	10,8	30			
			4					20	11,7	30			

Окончание таблицы 1 / Table 1 end

6	80 Барсуковская 80 Barsukovskaya	07.07 – 07.08.2014	3306	82	139,7	10,5	P-110	1	170	8,2	24	Короткое замыкание при попытке перемещения скважинной компоновки в положение размыва Short circuit when attempting to move assembly into jetting position
								2	25	8,4	24	
								3	480	7,6	22,3	
								4	10	9,8	21,4	
		04.09 – 03.10.2014	3305					1	20	8,2	22,5	Отказ привода перемещения при повороте скважинной компоновки в положение размыва Milling bit feed drive fail when attempting to rotate assembly into jetting position
								2	36	7,9	20,6	
								3	32	8,1	25,3	
								4	20	8,4	24,8	
		24.11 – 16.12.2014	3305,4					1	30	7,4	22,3	Работа выполнена в штатном режиме Job performed without complications
								2	60	7,8	24,5	
								3	90	6,7	21,6	
								4	30	9,8	26,8	
			3296					1	60	10,1	24,1	Последнее отверстие не выполнено из-за подклинивания привода подачи сверла Stalling of milling bit feed drive, last hole is not created
								2	90	7,6	22,5	
								3	90	9,2	23,6	
								4	120	8,8	-	

Таблица 2 – Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации при ОПР

Table 2 – Operation modes of deeply-penetrating filtration channels creation during pilot testing

№	№ скв., месторождения Well №, field	Дата выполнения работ Operation date	Длительность выполнения работ, сут Operation duration, days	Горизонт, порода Horizon, rock	Глубина/Depth	Зенитный угол, град. Zenith angle, °	Кол-во отв. на глубине Number of holes at depth	Длина канала, м Channel length, m	Operational parameters of one channel creation, m					Примечание Comments
									Время, мин Time, min	Скорость проходки, м/мин Jetting rate, m/min	Расход, л/мин Flow rate, l/min	Давление, МПа Pressure, MPa	Кислотная обработка Acid treatment	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	76 Вишанская 76 Vishanskaya	08.11 – 17.11.2013	10	el-zd, карбонаты el-zd, carbonates	2695,1	20,5	2	100	40	1–3	14–15	60–65	нет no	Обрыв рукава высокого давления High pressure hose burst
								100	60	1–2	15	65	да yes	
		100	40	1–5	12,5		55							
		100	45	1–5	12,5		50							
		100	40	1–5	13,3		58–60							
		100	50	1–5	13,3		55							
		100	25	3–5	12,5		50	нет no	После сверления 4-го отверстия произошло заклинивание сверла при отводе Milling bit stall when returning to initial position after milling of the 4 th hole					
		100	30	3–5	13,3		55							
		100	20	3–5	13,3		55							
		100	40	1–5	13–14		55–60							
2	147 Вишанская 147 Vishanskaya	27.01 – 14.02.2014	19	el-zd, carbonates	2608	32	2	-	-	-	-	-	-	Заклинивание компоновки в положении сверления Milling tool stall during milling
					2590			30	-	-	-	-		
3	101 Славянская 101 Slavanskaya	22.02 – 21.03.2014	28	el-zd, carbonates	3566	18	4	100	53	2–6	12,5	52,5	да yes	Во время работы выполнялся ремонт насоса высокого давления High pressure pump repair during operation
								55	63	1–3	12–13	52–58		
								100	32	2–6	12,5	50–51		
								100	30	2–5	12,5	49–51		
4	4 Чистолужская 4 Chistoluzhskaya	24.03 – 08.04.14	16	st, sandstones	2515,5	7	4	100	29	2–6	12,5	64	да yes	-
								100	23	3–6	12,5	63		
								100	20	6	12,5	61		
								100	24	5	12,5	60		

5	194 Ю.-Осташковичская 194 U.-Ostashkovichskaya	08.04 – 21.05.2014	43	пс, песчаники ps, sandstones	3396	10	4	100	100	1	12,1	65	да yes	Нестабильная работа насоса в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости Unstable high-pressure pump operation associated with low fluid filtering quality
								83	83	1	12,5	67		
								12	12	1	13,5	65		
								30	30	1	13,5	65		
								100	140	0,7	12,8	65		
								75	120	0,7	11,4	68		
					100	130	0,7	13,1	65					
					100	120	0,7	13,1	63	да yes				
					100	160	0,6	12,4	60					
					95	10	7–10	12,4	55					
					100	120	0,8	12,4	60	да yes				
					100	100	1	14,5	55					
					83	120	0,7	13,4	60	да yes				
83	120	0,7	14,4	60										
83	120	0,7	15,4	60										
6	80 Барсуковская 80 Barsukovskaya	24.11 – 16.12.2014	21	пс, песчаники In-st, sandstones	3305,4	1,3	4	100	20	3–6	12–15	55–60	нет no	4-е отверстие не просверлено. Подклинивание привода подачи сверла Partial stalling of milling bit feed drive when attempting to mill the 4 th hole
								100	25	3–6	12–15	55–60		
								100	22	3–6	12–15	55–60		
								100	24	3–6	12–15	55–60		
					3296	1,2	3	100	18	3–6	12	70	нет no	
					100			20	3–6	12	70			
					100			20	3–6	12	70			

к третьему отверстию на глубине 2608 м в скважине № 147 – Вишанская.

4. Подклинивание привода подачи сверла при попытке сверления 4-го отверстия на глубине 3296 м в скважине № 80 – Барсуковская (табл. 1).

Основной причиной перечисленных осложнений были конструктивные недоработки узла сверления, которые удалось выявить и устранить в процессе ОПИ.

Технологические режимы создания сети глубокопроникающих каналов фильтрации в процессе реализации программы ОПИ приведены в табл. 2. Как видно из данных табл. 2, всего за период ОПИ было выполнено 40 глубокопроникающих каналов фильтрации с их длиной от 12 м (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3396 м) до 100 м. Преобладающее количество каналов фильтрации (77,5%) выполнены длиной 100 м (табл. 2). Ограничения по длине каналов связаны с геологическими причинами. Скорость проходки каналов изменялась от 0,6–0,7 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3330, 2 м) до 7–10 м/мин (скважина № 194 – Ю.-Осташковичская, уровень 3316,2 м). Рабочее давление на насосном агрегате находилось в пределах от 50–55 МПа (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славянская) до 60–70 МПа по другим приведенным в табл. 2 скважинам. Расход рабочей жидкости изменялся от 12 до 15 л/мин. В процессе ОПИ в скважине № 194 (Ю.-Осташковичская) создана система из 15 каналов фильтрации на 4-х уровнях (табл. 2). В качестве рабочей жидкости для размыва каналов фильтрации применялась вода с добавлением ПАВ. В ряде случаев для улучшения

well № 80 – Barsukovskaya (table 1).

The main reason for the problems described above was design defects of milling tool. These defects were identified and eliminated.

Operation modes of deeply-penetrating filtration channels creation during pilot testing are presented in table 2. As can be seen from table 2, on the whole, 40 deeply-penetrating filtration channels were created with length ranging from 12 m (well № 194 – Ostashkovichskaya) to 100 m. The majority of channels (77.5%) were 100 m long (table 2). Length limitations were associated with geological factors. Channel penetration rate varied within the limit from 0.7 m/min (well №194 – Ostashkovichskaya, 3330.2 m) up to 7–10 m/min (well № 194 – Ostashkovichskaya, 3316.2 m). Working pressure in the pumping unit varied over a range from 50–55 MPa (8000 psi, well № 76–Vishanskaya, well №101 – Slavanskaya) up to 60–70 MPa (10,000 psi) in other wells (table 2). Flow rate varied over a range from 12 to 15 l/min. During pilot testing in well № 194 – Ostashkovichskaya 15 filtration channels were created at 4 levels (table 2). Water with addition of surfactants served as a jet fluid. In some cases in order to improve communication between channel and reservoir filtration channels were treated with acid solution with surfactants. Technology test-run was performed in carbonate (well № 76 – Vishanskaya, well № 101 – Slavanskaya) and terrigenous formations (well № 4 – Chistoluzhskaya, well № 194 – Ostashkovichskaya, well № 80 – Barsukovskaya) with zenith angle reaching 20.5 degrees in treatment intervals.

Main complications during filtration channels jetting were as follows: high pressure hose burst, unstable high-pressure pump operation associated with low fluid filtering quality, high pressure pump repair

связи каналов фильтрации с пластом они обрабатывались кислотным раствором с ПАВ. Опробование технологии проведено как в карбонатных (скважина № 76 – Вишанская, № 101 – Славаньская), так и в терригенных пластах (скважина № 4 – Чистолужская, № 194 – Ю.-Осташковичская, № 80 – Барсуковская) при зенитных углах в интервалах работ до 20,5 градуса.

Основные осложнения в процессе размыва каналов фильтрации связаны с обрывом рукава высокого давления; нестабильной работой насоса высокого давления в связи с низким качеством очистки рабочей жидкости; ремонтом насоса высокого давления во время выполнения работ; короткого замыкания в электрической части компоновки при попытке перемещения компоновки в положение размыва. Причины перечисленных осложнений были выявлены и устранены.

В результате работ, выполненных на действующей скважине № 80 Барсуковского месторождения, на которой была создана сеть из 7 каналов фильтрации длиной по 100 м на двух уровнях (3296 м и 3305,4 м) (табл. 2), дебит нефти увеличился с 5 до 19–23 т/сут. (рис. 5).

В ходе выполнения опытно-промысловых

В результате работ, выполненных на действующей скважине, на которой была создана сеть из 7 каналов фильтрации длиной по 100 м на двух уровнях, дебит нефти увеличился с 5 до 19–23 т/сут.

As a result of radial drilling operation in flowing well, 7 filtration channels, each 100 m long, were created at 2 levels. Oil rate increased from 5 to 19–23 t/day.

испытаний была подтверждена возможность:

- создания глубокопроникающих каналов фильтрации с их протяженностью до 100 м на глубинах до 3500 м в эксплуатационной колонне группы прочности Р-110 диаметром 140 мм;
- создания сети из 16 глубокопроникающих каналов фильтрации (по четыре канала на четырех уровнях);
- гидромониторного размыва каналов фильтрации в терригенном и карбонатном коллекторах;
- выполнения работ при зенитном угле в интервале установки компоновки до 20,5°, а на участке спуска внутрискважинной компоновки – до 38° с интенсивностью набора угла скважины до 6,1° на 10 м;
- увеличения дебита добывающих скважин до 4–5 раз. ☉

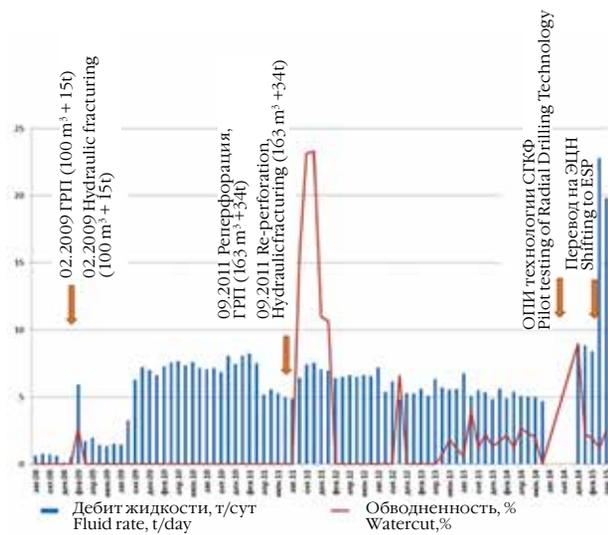


Рисунок 5 – Динамика работы скважины № 80 Барсуковского месторождения

Figure 5 – Well operation history (well № 80 in Barsukovskoye field)

during operation, short circuit in electrical module of bottomhole assembly when attempting to move assembly into jetting position. The main reasons of complications described above were identified, complications were eliminated.

As a result of radial drilling operation in flowing well № 80 at Barsukovskoye field, 7 filtration channels, each 100 m long, were created at 2 levels (2396 m and 3305,4 m) (table 2). Oil rate increased from 5 to 19–23 t/day (fig. 5).

Pilot testing proved

technical feasibility of:

Figure 5 – Well operation history (well № 80 in Barsukovskoye field)

02.2009 Hydraulic fracturing (100 m³ + 15t)

09.2011 Re-perforation, Hydraulic fracturing (163 m³ + 34t)

Pilot testing of Radial Drilling Technology
Shifting to ESP

- Creation of deeply-penetrating filtration channels. Length: up to 100 m, depth: up to 3500 m, casing string steel grade: «R-110», casing diameter: 140 mm.
- Creation of system of 16 deeply-penetrating filtration channels (four channels per level at four levels).
- Jetting of filtration channels in terrigenous and carbonate reservoirs.
- Operation at zenith angle up to 20.5° in assembly setting interval and up to 38° in assembly lowering section with dogleg severity up to 6.1° per 10 m.
- Increase in production rate by a factor of 4–5. ☉